

ної маси, охолоджували в ексикаторі протягом 30 хвилин і зважували. Далі відклади поміщали в посудину із досліджуваним реагентом (уайт-спірит, ГОСТ 3134-78) при температурі 20°C. Кількість відкладів і реагенту брали у співвідношенні 1 : 50. Через 1 годину відклади виймали із розчинника, повторно висушували до постійної маси при температурі 40°C, витримували в ексикаторі 30 хвилин і знову зважували. За різницею маси визначали процент відмивання парафінових відкладів за формулою

$$C_{\text{АСПВ}} = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100\%,$$

де:  $C_{\text{АСПВ}}$  – процент відмитих відкладів за відповідний проміжок часу (1, 3, 6 і 12 годин), %;

$m_1$  – початкова маса відкладів, г;  $m_2$  – маса відкладів після дії реагенту-розчинника, г.

Усі ці операції повторювали для уайт-спіріту з додаванням Твін 80 (концентрація Твін 80 в уайт-спіриті – 0,1; 0,5 і 1% мас., співвідношення мас відкладів і уайт-спіріту з додаванням Твін 80 – також 1:50).

На рис. 1–2 зображено залежність відсотку відмивання парафінових відкладів від тривалості дослідження стосовно св. 603 Битків-Бабченського НГКР і св. 40 Перекопівського НГКР (горизонт В-19н). З наведених рисунків і результатів досліджень видно, що додавання Твін 80 до уайт-спіріту покращує відмивання (розчинення) парафінових відкладень. Оптимальна концентрація Твін 80 в уайт-спіриті – 0,5% мас.

Таким чином, проведені лабораторні дослідження на пробах нафти і парафінів Битків-Бабченського НГКР та Перекопівського НГКР показали ефективність інгібітору Твін 80 щодо запобігання та зменшення відкладень парафіну. Густина і в'язкість нафт цих родовищ за 20°C і 40°C знизилась, що видно з наведених результатів. Крім того, Твін 80 сприяє покращанню відмивання парафінових відкладів уайт-спіритом.

### Література

1 Введення в розробку нафтових горизонтів Личківського НГКР з використанням інгібітору ПНІТ-1 для депресорної дії на високов'язкі нафти. / І.І.Ярошенко, Б.Б.Синюк, С.О.Кисельова, В.М.Сливканич // Науково-практична конференція “Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України”. – 18–21 листопада 2003 року: Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ, 2003. – С. 247–252.

2 Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

3 Поверхностно-активные вещества : Справочник / Абрамзон А.А., Бочаров В.В., Гаевой Г.М. и др.; под ред. А.А.Абрамзона и Г.М.Гаевого. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.

УДК 681.1:622.32.3

## ГІДРОДИНАМІЧНІ МОДЕЛІ МАЛОПРОДУКТИВНИХ НАФТОНАСИЧЕНИХ ПЛАСТІВ

В.О.Лозинський, О.Є.Лозинський, Г.О.Жученко

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,

e-mail: [natali@nung.edu.ua](mailto:natali@nung.edu.ua)

*Приводятся наиболее характерные гидродинамические модели пластов, вскрытых скважинами. Рассматриваются факторы, являющиеся причиной непромышленного притока нефти. Рассматриваются четыре случая залегания пластов и семь соответствующих гидродинамических моделей, характерных для пластовых природных резервуаров.*

Однією із основних ознак перспективності розкритих свердловиною горизонтів щодо одержання промислового припливу нафти є тип гідродинамічної моделі нафтонасичених пластів, який є реальною основою для оцінки потенційної продуктивності свердловини та прогнозування величини дебіту при певній можливій депресії на пласт.

Фактична продуктивність свердловин в процесі їх освоєння визначається потенційною продуктивністю пластів і впливом таких техні-

*In article there are led the most character hydrodynamic models of stratum, exposed by the mining holes with unindustrial by the petroleum wave volume. Four cases of bedding layers are considered and the seven proper hydrodynamic models, character for the stratal petroleum reservoirs.*

чних і технологічних факторів: якість розкриття продуктивних пластів в процесі буріння і перфорації та повнота розкриття і охоплення пластів процесом фільтрації [1].

Основними факторами впливу на формування продуктивності нафтових свердловин є як об'єктивні природні параметри розкритих пластів (проникність, ефективна нафтонасичена товщина, пластова в'язкість нафти, пластовий тиск, розмір зони припливу продукції, наявність екранів та обмежень на шляху припливу

продукції), так і технічні та технологічні фактори (якість та повнота розкриття пластів, вибійний тиск, радіус стовбура свердловини в інтервалі продуктивних пластів).

Таким чином, для з'ясування причин непромислового припливу нафти під час випробовування розкритих свердловиною пластів та для оцінки можливості збільшення об'єму припливу необхідна об'єктивна інформація щодо зазначених вище параметрів і особливостей залягання пластів у зоні впливу свердловини.

У публікаціях інших авторів із цієї тематики не враховано специфіки гідродинамічного моделювання саме малопродуктивних нафтонасичених пластів. Так, у роботі [2] автори пропонують для побудови моделей пластів вивчати відновлення тиску в свердловині, закритій після відбирання деякого об'єму продукції або після отримання припливу нафти із заповненням стовбура протягом деякого часу  $T$ .

Проте, якщо одержання якісної інформації щодо параметрів розкритих пластів не викликає ускладнень за наявності фонтанного припливу нафти, то отримання такої інформації під час дослідження свердловин з непромисловим припливом вимагає нових підходів до реєстрації кривих відновлення тиску. При цьому головною умовою одержання інформативної кривої відновлення тиску є повне припинення припливу продукції у свердловину після закриття для реєстрації відновлення тиску.

Метою цієї статті є висвітлення процесу побудови гідродинамічних моделей нафтоносних пластів, з яких отримано непромисловий приплив нафти.

Найпростішим та надійним способом створення умов для припинення припливу продукції у стовбур свердловини є її закриття на вибої в процесі випробовування пластів (за допомогою випробувача пластів) з реєстрацією відновлення тиску на вибої.

Для одержання якісної інформації вимагається створення відповідних умов та дотримання певних вимог під час проведення дослідних робіт, головними з яких є:

- двоцикловий режим дослідження за схемою приплив — відновлення тиску, повторний приплив — повторне відновлення тиску;
- початкова депресія на пласти в межах половини пластового тиску;
- забезпечення оптимальних співвідношень між тривалістю стояння на припливі та тривалістю відновлення тиску.

Основними умовами перспективності розкритих свердловиною пластів щодо одержання промислового припливу нафти є сприятлива геолого-геофізична характеристика певного інтервалу розрізу за даними відбору керн і промислово-геофізичних досліджень, наявність відповідної (промислової) гідропровідності, нафтонасиченість колекторів та пластовий тиск, інформація про які є реальною основою для оцінки їх потенційної продуктивності та очікуваної величини дебіту при певній (можливій) депресії на пласт в разі освоєння свердловини.

Цілком доступним шляхом одержання якісної інформації стосовно зазначених характеристик є проведення комплексу гідродинамічних досліджень під час буріння свердловин. До комплексу дослідних робіт входять такі операції:

- 1) виклик припливу флюїду шляхом створення депресії на пласти;
- 2) реєстрація інтенсивності припливу в часі та загального об'єму припливу нафти;
- 3) реєстрація кривих відновлення тиску (КВТ) на глибині залягання пласта після деякого часу стояння на припливі.

Виконання зазначеного комплексу дослідних робіт забезпечується шляхом випробовування пластів за допомогою комплексу випробувача пластів (ВП), який спускають в інтервал залягання перспективного пласта на бурильних трубах замість бурового долота.

Технологічно процес випробовування пластів на продуктивність включає таку послідовність операцій:

- 1) спуск у свердловину комплексу ВП на бурильних трубах, частково заповнених рідиною (буровий розчин, вода) з метою створення вибійного тиску, виходячи з необхідності забезпечення відповідної депресії на перспективні пласти;
- 2) ізоляція затрубного простору свердловини шляхом пакерування вище перспективного пласта з метою виключення впливу на пласти гідростатичного тиску бурового розчину й створення депресії на пласт-колектор;
- 3) викликання припливу флюїдів з пластів шляхом відкриття приймального клапана ВП;
- 4) стояння на припливі протягом запланованого чи скорегованого відповідно до інтенсивності припливу флюїду відрізка часу;
- 5) припинення припливу флюїду шляхом закриття запорного клапана ВП та реєстрація інтенсивності відновлення тиску протягом запланованого чи скорегованого проміжку часу за допомогою розміщених в комплекті ВП глибинних манометрів. При цьому процес дослідження може виконуватися в одноцикловому (приплив–відновлення тиску), двоцикловому (приплив–відновлення тиску–приплив–відновлення тиску) чи багатоцикловому режимах.

Для одержання якісної однозначної інформації про параметри та потенційну продуктивність розкритих свердловиною пластів необхідним є обґрунтування та дотримання режимних параметрів процесу дослідження (випробовування), визначальними серед яких є:

- 1) тривалість між розкриттям пласта долотом і його випробовуванням;
- 2) величина інтервалу випробовування та величина об'єкта випробовування;
- 3) початкова величина депресії на пласт;
- 4) тривалість випробовування (час стояння на припливі та на відновленні тиску), кількість циклів (приплив+відновлення) та співвідношення між тривалістю припливу й тривалістю відновлення тиску.

Щодо режимних параметрів процесу випробовування для конкретної свердловини, то їх обґрунтування та вибір проводяться в два етапи:

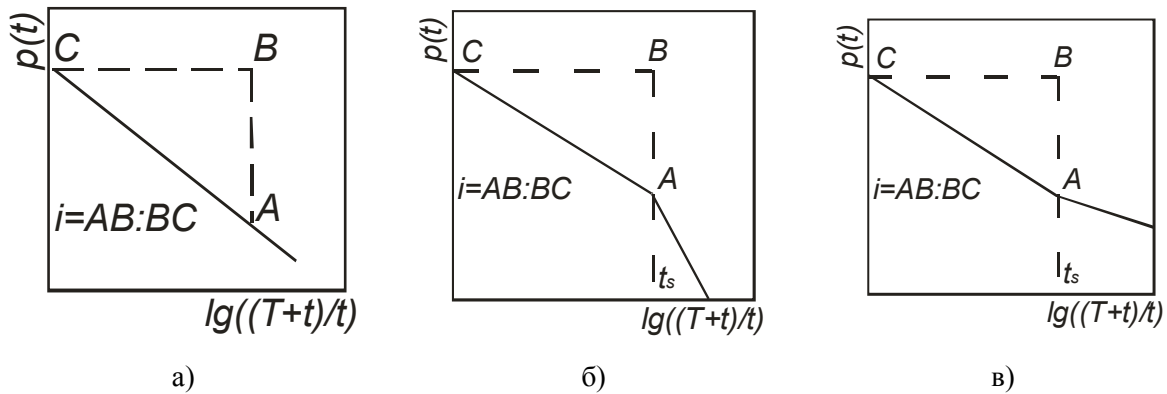


Рисунок 1 — Графіки відновлення тиску для кругової зони фільтрації в однорідних за гідропровідністю пластах з постійним тиском на контурі

1) попередньо на стадії планування процесу з використанням наявної геологічної інформації відносно розкритих пластів і технічного стану стовбура свердловини;

2) кінцеве корегування режиму випробування стосовно кількості та тривалості циклів і розподілу часу між періодами припливу й відновлення тиску проводиться вже в процесі дослідження залежно від інтенсивності припливу.

Для побудови гідродинамічних моделей малопродуктивних нафтонасичених пластів нами використовуються криві відновлення тиску, отримані під час дослідження свердловин з непромисловим припливом нафти. Ці криві містять інформацію щодо моделі залягання розкритих пластів і їхніх фільтраційних характеристик. Аналіз кривих відновлення тиску проводиться з використанням рівняння Хорнера [1]

$$p(t) = p_{nl} - \frac{300}{\varepsilon} \cdot \frac{V_T}{T} \lg \frac{t+T}{t}, \quad (1)$$

де:  $p(t)$  — тиск на вибої свердловини в момент  $(t, \text{хв})$  з часу закриття свердловини, МПа;  $p_{nl}$  — пластовий тиск, МПа;  $\varepsilon$  — гідропровідність пластів,  $\text{мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{МПа} \cdot \text{с})$ ;  $V_T$  — об'єм рідини, відібраний за час  $T$  (хв) перед закриттям свердловини,  $\text{м}^3$ . Це рівняння дає змогу встановлювати особливості моделі залягання пластів та визначити фільтраційні характеристики і їх вплив на формування об'єму припливу нафти до вибою свердловини.

Нами встановлено, що у практиці освоєння свердловин з непромисловим припливом нафти найхарактернішими є такі чотири випадки залягання пластів:

- кругова зона фільтрації з незмінною гідропровідністю і з постійним тиском на межі зони впливу свердловини;
- зона фільтрації обмежена непроникуною межею;
- кругові зони фільтрації з різною гідропровідністю;
- у зоні впливу свердловини наявні одне або два екранувальні порушення.

Розглянемо перший випадок (рис. 1) — кругова зона фільтрації в пластах з незмінною гідропровідністю та постійним тиском на контурі. Особливістю графіка відновлення тиску в цьому варіанті є прямолінійний характер графі-

ка. Можливе відхилення від прямолінійної залежності на початковій ділянці графіка відновлення тиску, яка відображає фільтраційні параметри привибійної зони свердловини. При цьому залежно від наявності чи відсутності додаткових фільтраційних опорів у привибійній зоні можливі три випадки відхилення графіка:

- варіант 1.1 (рис. 1, а) — гідропровідність привибійної зони та гідропровідність охоплених фільтрацією пластів приблизно рівні;
- варіант 1.2 (рис. 1, б) — гідропровідність привибійної зони нижча за гідропровідність охоплених фільтрацією пластів;
- варіант 1.3 (рис. 1, в) — гідропровідність привибійної зони вища за гідропровідність охоплених фільтрацією пластів.

У другому випадку (рис. 2) зона фільтрації обмежена непроникуним контуром певного радіуса, літологічно чи тектонічно обмежена зона поширення колекторів. Найхарактернішою ознакою графіків відновлення тиску в цьому варіанті є постійне зростання фільтраційного опору з віддаленням від вибою свердловини і досягнення максимального значення фільтраційного опору на контурі.

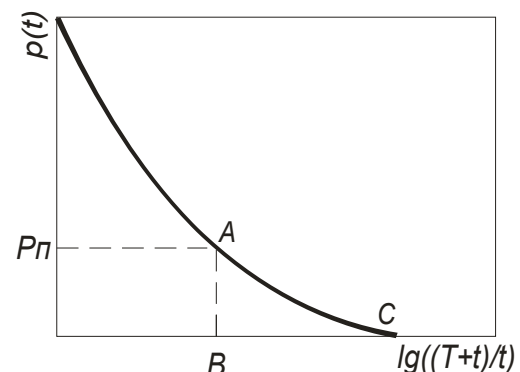


Рисунок 2 — Графік відновлення тиску в літологічно чи тектонічно обмеженій зоні поширення колекторів

У третьому випадку наявна кругова зона фільтрації з кількома підзонами різної гідропровідності (рис. 3). Характерною ознакою графіків відновлення тиску для даного варіанта є наявність кількох прямолінійних відрізків з різними нахилами, що відповідають різним

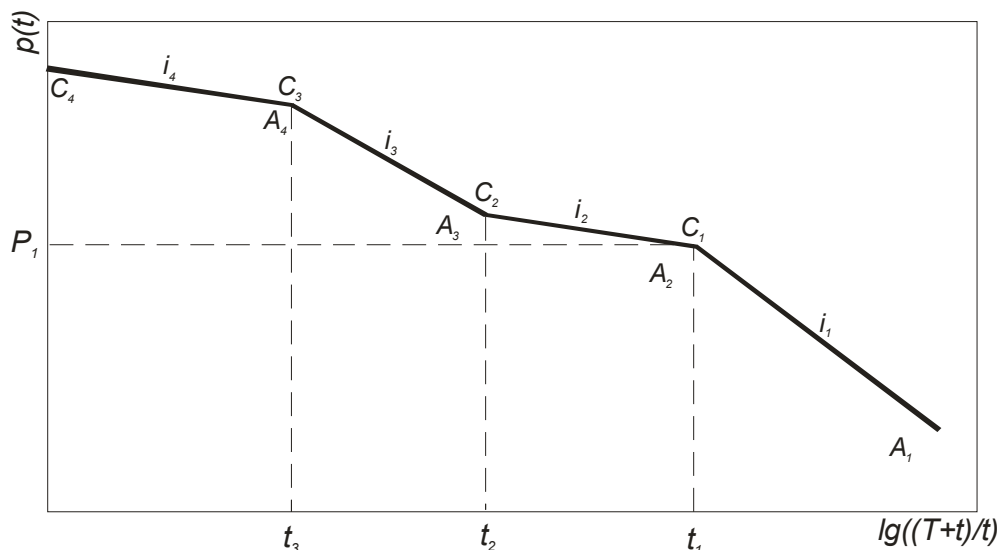


Рисунок 3 — Графік відновлення тиску в круглій зоні фільтрації за наявності підзон з різною гідропровідністю

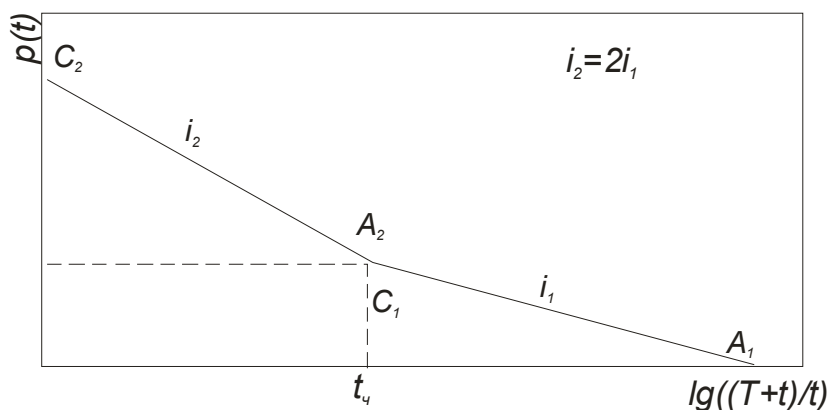


Рисунок 4 — Графік відновлення тиску за наявності у зоні фільтрації свердловини одного екранувального тектонічного порушення

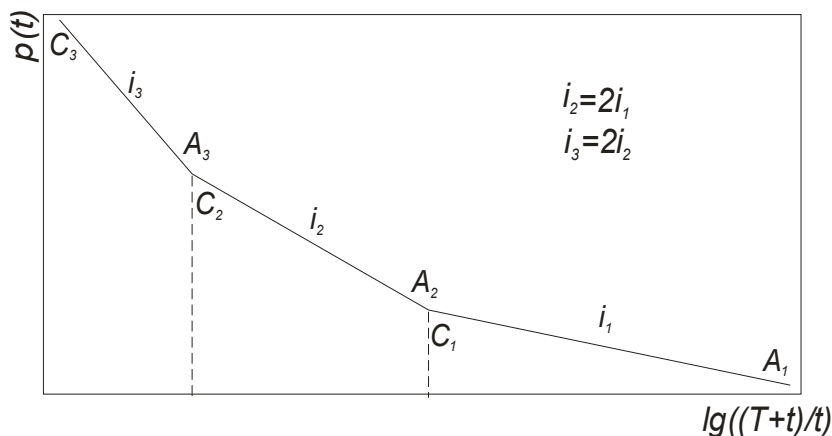


Рисунок 5 — Графік відновлення тиску за наявності у зоні фільтрації свердловини двох екранувальних тектонічних порушень

значенням коефіцієнтів фільтраційних опорів, які обернено пропорційні до гідропровідності відповідних підзон.

У четвертому випадку в зоні фільтрації розміщені екранувальні тектонічні порушення. Залежно від розташування їх відносно свердловини можливі два варіанти.

Варіант 4.1 — на відстані  $r$  від вибою свердловини наявне екранувальне тектонічне порушення (рис. 4). Характерною ознакою графіка відновлення тиску у цьому випадку є наявність двох прямолінійних відрізків з різними кутами нахилу до осі логарифма. Якщо коефіцієнт фільтраційного опору першого відрізка

характеризує фільтраційні параметри розкритих свердловиною пластів, то другий відрізок виражає збільшені у два рази фільтраційні опори внаслідок зменшення площі фільтрації наявним тектонічним екраном.

Варіант 4.2 — у зоні впливу свердловини є два екранувальні тектонічні порушення, розміщені на різних відстанях від вибою. Характерними ознаками графіка відновлення тиску для даного підваріанта залягання пластів у зоні впливу свердловини (рис. 5) є наявність трьох прямолінійних відрізків, перший з яких характеризує фільтраційний опір розкритих пластів ( $i_1$ ), другий і третій відрізки відображають фільтраційні опори ( $i_2$ ,  $i_3$ ), збільшені внаслідок обмеження площі фільтрації екрануючими порушеннями у співвідношенні  $i_3=2i_2$ ;  $i_2=2i_1$ .

Відмінність графіка відновлення тиску для цього випадку від графіка у третьому випадку (кругової зони фільтрації за наявності підзон з різною величиною гідропровідності пластів) полягає у тому, що співвідношення між коефіцієнтами фільтраційного опору для наступного і попереднього прямолінійних відрізків є по-

стійним на рівні дворазового збільшення, тоді як для третього варіанта це відношення може бути змінним, фільтраційний опір може і збільшуватись, і зменшуватись.

Із розглянутих вище моделей залягання пластів у зоні дренування свердловини авторами складено комп'ютерний банк моделей. До кожної з моделей підібрано алгоритми розрахунку фільтраційних параметрів пластів і складено програмні модулі для реалізації цих алгоритмів.

### Література

1 Лозинський О.Є., Жученко Г.О., Лозинський В.О., Жученко Н.О. Фактори формування об'єму припливу продукції при випробуванні та освоєнні розкритих свердловиною нафтонасичених пластів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2006. — №4(21). — С.62-66.

2 Яремійчук Р., Возний В. Освоєння та дослідження свердловин. — Львів: Оріяна-Нова, 1994. — 440 с.

УДК 622.243.272

## МОДЕЛЮВАННЯ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ З ОПОРНО-ЦЕНТРУЮЧИМИ ЕЛЕМЕНТАМИ (ОЦЕ) В ПОХИЛО-СКЕРОВАНОМУ СТОВБУРІ СВЕРДЛОВИНИ

А.Р.Юрич, І.І.Чудик, В.В.Гриців, Р.В.Рачкевич, А.А.Козлов

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42480,  
e-mail: ndingt@nung.edu.ua

*Описан подход к расчету и моделированию положения неориентированных КНБК с ОЦЭ в наклонно-направленном стволе скважины для обеспечения ее проектного профиля. Подход реализуется на ЭВМ и обеспечивает высокую точность результатов.*

*The approach to calculation and simulation of undirected bottom drill columns with bearing centering element in directional well to providing its designed profile is described. The approach is realised on PC and provides high accuracy of results*

Одним із основних завдань, яке ставиться при спрямованому бурінні є дотримання параметрів проектного профілю. Тому виникає завдання розроблення науково-обґрунтованих технологічних рекомендацій та технічних засобів для оптимального керування компоновкою низу бурильної колони КНБК. Актуальність проблеми керування рухом долота в процесі поглиблення свердловини обумовлено тим, що у випадку відхилення профілю від проектного, часто виникають ускладнення та аварії, ліквідація яких призводить до непередбачуваних затрат часу та матеріальних ресурсів. Основними причинами відхилення від проектного профілю свердловини є неправильно вибрані конструктивні параметри нижньої частини бурильної колони для конкретних умов буріння. Тому дослідження напружено-деформованого стану (НДС) КНБК і вдосконалення методології її

проектування є завданням, яке потребує вирішення. Існуючі методи дослідження НДС [1-5] опираються на аналітичні спрощення та припущення, пов'язані з складністю отримання розв'язку диференціальних рівнянь. На даний час наявність комп'ютерного забезпечення дає змогу розв'язувати такі задачі з високою точністю. У поєднанні з відомостями про умови роботи КНБК це дасть можливість ефективніше оцінити їх НДС і забезпечити провідку свердловини згідно проектного профілю.

Як засвідчила практика ведення бурових робіт, найчастіше використовуються безопорні компоновки [6-7]. У зв'язку з цим, було розроблено підхід до розрахунку саме таких неорієнтованих КНБК у похило-спрямованому стовбурі свердловини [8].

В даній статті висвітлено можливість використання розробленого підходу до компо-